

повышения нефтеотдачи, в частности каталитических методов. Полученные данные можно использовать для математического и 3D моделирования, вводя в расчеты содержание всех компонентов остаточной нефти.

Литература

1. Алтунина Л.К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л.К.Алтунина, В.А. Кувшинов // Нефть Газ. Новации. – 2013. – № 8. – С. 18-25
2. Максудов Р.А., Орлов Г.И., Осипов А.В. // Технологии ТЭК. – 2005. – №6. – С.36-40.
3. Савиных Ю.В., Чуйкина Д.И. Динамика развития состава нефти при разработке Усинского месторождения // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2016. – С. 44-48.
4. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. Казань: Фэн, 2008. – 204 с.
5. Романов Г.В. Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов/Г.В. Романов//Георесурсы. – 2010. – № 2 (34). – С. 38-41

ПОДГОТОВКА И ВЕРИФИКАЦИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

А.В. Степико

Научный руководитель – профессор. П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидродинамическое моделирование процессов добычи нефти и газа является мощным инструментом для определения показателей добычи, оценки эффекта геолого-технологических мероприятий и проектирования разработки месторождений. Но в настоящее время возможность применения моделирования при разработке месторождений сильно ограничена. Причина состоит в том, что для корректного проведения расчетов, к качеству исходных данных предъявляются достаточно высокие требования, которым соответствует лишь малая часть информации о месторождении.

Одним из важных фильтрационно-емкостных свойств горных пород является проницаемость. Распределение проницаемости в модели при адаптации и прогнозных расчетах может влиять на широкий спектр показателей разработки, начиная от пластового и забойного давления до прихода фронта воды на скважины. Проблема заключается в том, что при классическом подходе к определению данного свойства, на этапе адаптации поле проницаемости подвергается значительным корректировкам, так как исходное распределение не обеспечивает достижение исторических показателей разработки. Обоснованность внесенных изменений подтверждается только проведенными гидродинамическими расчетами.

Основной целью данной работы является проверка обоснованности применения данных проницаемости, полученных по геофизическим исследованиям скважин, а также доказать возможность использования исходных данных из других источников, таких как ГДИС и показатели добычи скважин.

Для достижения поставленной цели в рамках работы поставлен ряд задач:

1. Исследование методов получения исходных данных проницаемости
2. Построение тестовой модели на основе одного из крупных месторождений Томской области
3. Исследование и сравнение результатов моделирования, полученных с использованием данных проницаемости из разных источников
4. Построение универсальной методики подготовки исходных данных по ГДИС и МЭР

Согласно [1] наиболее точными источниками данных по проницаемости для гидродинамических моделей (ГДМ), являются: керновые исследования, испытания пластов, замеры дебитов и определения давлений при ГДИС. В качестве альтернативного источника исходных данных проницаемости были выбраны: ГДИС и история работы скважин. Это объясняется тем, что на исследуемом месторождении имеется большое количество ГДИС хорошего качества и большая история разработки.

При классическом подходе к вычислению проницаемости в модели, за основу берутся данные геолого-физических исследований скважин. Стоит отметить, что, зачастую, на практике определяют не саму проницаемость, а только корреляционную зависимость между пористостью и проницаемостью [2]. По результатам проведения серии каротажей (ПС, нейтронный, акустический, гамма-каротаж ГК) определяются исходные данные, которые после этого пересчитываются в коэффициент пористости. А затем по петрофизическим зависимостям вычисляется коэффициент абсолютной проницаемости [3]. Данный метод имеет два значительных недостатка. Первый это то, что метод является косвенным, – параметр проницаемости характеризует фильтрацию флюида в пористой среде, а по ГИС он пересчитывается из свойств пород, не связанных с фильтрацией. Вторым недостатком метода является малый объем исследования, по результатам исследования получается только вертикальное распределение проницаемости по стволу скважины, характер изменчивости поля проницаемости в межскважинном пространстве может значительно отличаться от значений в скважине.

Вторым рассматриваемым источником данных являются гидродинамические исследования скважин. Далее рассматриваются особенности этого типа данных и методика подготовки для моделирования.

Основными видами ГДИС для определения проницаемости являются анализ кривых падения и восстановления давления в скважине [4]. Несмотря на то, что в этом случае также нет непосредственного измерения

проницаемости, а производится только замер изменения давления в интервале перфорации. Результаты ГДИС по давлению легко переводятся в проницаемость пласта.

Стоит отметить, что положительным отличием от ГИС является большой масштаб исследования, в результате ГДИС рассчитывается средняя проницаемость по всей площади контура питания, кроме того, определяется эффективная проницаемость по жидкости, которая лучше характеризует совместную фильтрацию нефти и воды в пласте.

Для использования в модели проницаемости по ГДИС, необходимо перевести эффективную проницаемость в абсолютную. Для этого необходимо рассмотреть эффективную проницаемость как произведение абсолютной и относительной проницаемостей.

$$k_{i\text{eff}} = k_{\text{abs}} \cdot k_{r_i}, \quad (1)$$

где $k_{i\text{eff}}$ – эффективная проницаемость для i -ой фазы, k_{abs} – абсолютная проницаемость, k_{r_i} – относительная проницаемость для i -ой фазы.

Подразумевается, что на исследуемом месторождении все процессы разработки ведутся при давлениях выше давления насыщения. В настоящей работе тестовая ГДМ использует двухфазную модель мертвой нефти (dead-oil), которая подразумевает, что в пористой среде происходит совместная фильтрация нефти и воды, а газ как свободная фаза отсутствует. Для описанных выше ограничений формулу (1) можно переписать в виде (2) и выразить абсолютную проницаемость:

$$k_{\text{abs}} = \frac{k_{\text{liquid eff}}(t)}{(k_{r\text{ oil}}(t) + k_{r\text{ water}}(t))} \quad (2)$$

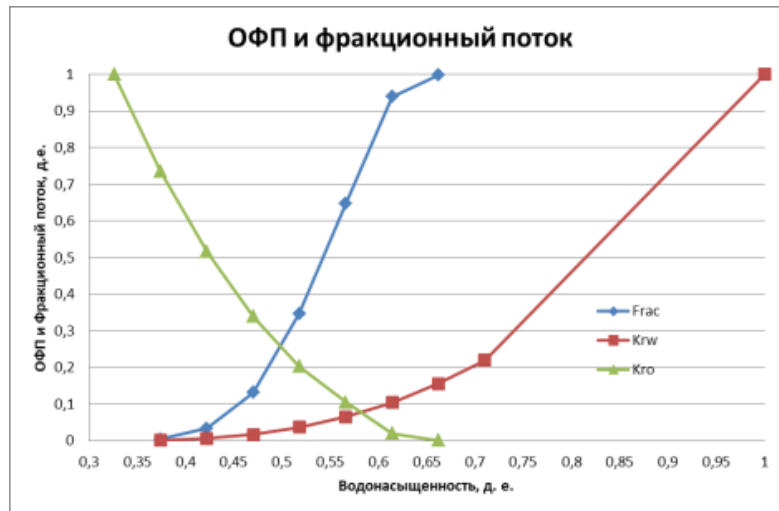


Рис. ОФП и фракционный поток

и, исходя из этого, определить значения k_{r_o} и k_{r_w} . Например, если на момент проведения ГДИС скважина работала с обводненностью 75 %, относительная фазовая проницаемость по нефти составит примерно 0,75, а по воде соответственно 0,075. Подставляя значения эффективной проницаемости по ГДИС получим, что для этого случая $k_{\text{abs}} = k_{\text{eff}}/0.825$.

Третий исследуемый метод – это определение проницаемости, исходя из истории разработки по скважине. Приток к скважине при моделировании описывается уравнением Дюпюи [6].

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{\text{eff}} \cdot h_{\text{perf}} \cdot (P_{\text{res}} - P_{\text{wbf}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_c}{r_w} + S\right)}, \quad (2)$$

где Q – дебит жидкости, м³/сут; h_{perf} – интервал перфорации, м; P_{res} – пластовое давление, Па; P_{wbf} – забойное давление, Па; μ – вязкость, Па·с; R_c – радиус контура питания, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

Распишем искомую величину как в предыдущем примере, выразим и подставим в уравнение Дюпюи, получим

$$k_{\text{abs}} = \frac{Q_i(t) \cdot \ln\left(\frac{R_c}{r_w} + S\right)}{2 \cdot \pi \cdot h_{\text{perf}} \cdot (P_{\text{res}}(t) - P_{\text{wbf}}(t))} \cdot \left(\frac{\mu_o(t)}{k_{r_o}(t)} + \frac{\mu_w(t)}{k_{r_w}(t)}\right) \quad (3)$$

Индексы l,o,w – показывают, что данный параметр относится к жидкости, нефти или воде соответственно, показатель (t) иллюстрирует, что необходимо задать значение параметра при времени t.

Исходя из расчетных данных моделирования, определяется R_c , $P_{\text{res}}(t)$, $P_{\text{wbf}}(t)$, $\mu_i(t)$, относительные фазовые проницаемости определяются по алгоритму, описанному выше. Данные по перфорации и дебиту берутся по базам данным. Подготовка данных ОФП совпадает с методикой ГДИС.

Необходимо сделать важное замечание. Для дальнейшего вычисления абсолютной проницаемости необходимо определить относительные фазовые проницаемости для нефти и воды во время проведения ГДИС. Для этого рекомендуется, чтобы на момент проведения расчетов, фазовые проницаемости были настроены на интегральные показатели добычи по скважинам. Это позволит добиться более точных результатов определения проницаемости.

Далее определяется фракционный поток, исходя из ОФП и свойств воды и нефти [5]. Теоретически рассчитанный фракционный поток позволит сопоставить обводненность в скважине во время проведения ГДИС

После определения массивов данных проницаемости по скважинам для второго и третьего метода, необходимо распределить их в межскважинном пространстве. Важно отметить, что для корректного воспроизведения модели пласта, необходимо сохранить параметры анизотропии. Для этого строится куб коэффициента отношения проницаемости по ГИС и исследуемого метода. Далее проводится интерполяция данного куба, а затем полученный куб умножается на куб проницаемости. Таким образом, получен куб, значения которого отвечают исходным данным ГДИС и данных добычи. Кроме того, за счет использования куба проницаемости по ГИС в качестве тренда сохранена геологическая неоднородность пласта.

Предложенная методика описывает подготовку исходных данных проницаемости по результатам ГДИС и истории разработки, что позволяет вовлечь в процесс построения ГДМ данные по всем имеющимся источникам.

Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2 Фильтрационные модели). – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2003. – 228 с.
2. В. П. Меркулов. Геофизические исследования скважин: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
3. А. Ю. Батурин. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008. – 111 с.
4. Деева Т. А., Камартинов М. Р., Кулагина Т. Е., Мангазеев П. В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных – Томск, 2009.
5. Д. Уолкот. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва, 2001. – 143 с.
6. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – xxvii+ 1060 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ СЛАНЦЕВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

М.В. Субботина, А.С. Мазурова, А.М. Горшков

Научный руководитель – доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из главных направлений развития мировой энергетики является изучение нетрадиционных источников углеводородов и увеличение доли данного вида запасов в общей структуре сырьевой базы. К нетрадиционным, трудноизвлекаемым запасам относится сланцевая нефть (Shale oil) и нефть низкопроницаемых коллекторов (Tight oil). Целью работы являлся обзор существующих особенностей при использовании тепловых методов воздействия на пласт для сланцевых коллекторов. В России наиболее перспективными для добычи нетрадиционной нефти являются породы Баженовской свиты, расположенной в центральной части Западно-Сибирской низменности. Баженовская свита занимает площадь около 1млн км² и по геологическим оценкам содержит 100-170 млрд. тонн нефти [2]. Т.к. сланцевые породы содержат и легкую сланцевую нефть, и органическое вещество-кероген, для описания процессов разработки таких месторождений используется понятие «сланцевых плеев», обобщающее виды углеводородов, содержащихся в пласте.

Углеводороды в сланцевых плечах находятся в твердом или в жидком состоянии в порах коллектора [3]. Добыча нефти из сланцев базируется на мультитадийном гидроразрыве пласта (для нефти низкопроницаемых пород) или на тепловых методах влияния на пласт (для нефтяного сланца, сланцевой нефти и, реже - для нефти низкопроницаемых пород). При тепловых методах добычи, породу нагревают до высокой температуры, а полученную при дистилляции жидкость сепарируют для последующей обработки или используют нагнетательные скважины для повышения проходимости коллектора, и выталкивают на поверхность смесь аналогичную традиционной нефти.

В целом процесс добычи нефти на сланцевых плечах может проводиться двумя методами. Первый метод заключается в переработке сланца на поверхности называется «наружный ретортинг» . Второй заключается в переработке сланца внутри пласта – «внутрипластовый ретортинг» (или так называемые методы in-Situ).

Поверхностный ретортинг делится на три типа:

1. Непрямой ретортинг. Представляет собой пиролиз нефтяного сланца за счет нагрева. В качестве теплоносителя используется природный газ, который циркулирует по законтурному пространству реторты, нагревая находящийся в ней измельченный сланец.

2. Прямой ретортинг. Осуществляется с помощью закачки природного газа непосредственно в реторту, разогревая подаваемый туда же измельченный сланец.

3. Смешанный (комбинированный) ретортинг. Совмещает оба вида ретортинга и подразумевает одновременную подачу теплоносителя в законтурное пространство реторты и непосредственный контакт теплоносителя со сланцевой породой.

Более эффективным способом считается процесс комбинированного ретортинга, который используется на сегодняшний день для большинства проектов по добыче сланцевой нефти. Существует несколько систем, использующих этот подход.

Alberta-Taciuk Process (ATP). Технология, которая была открыта Вильямом Тасиуком в 1975 году, пришла к сланцедобытчикам от изготовителей нефти из канадских нефтяных песков [1]. Технологию возможно систематизировать как один из методов термической перегонки твердых углеводородов. Главной особенностью